



**BOLETÍN MENSUAL DE
MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*JUNIO 2021*)**

9 de septiembre de 2021

IS/DE/003/21

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	7
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	7
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	10
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	10
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	16
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	21
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	24
5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	24
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	28
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	29
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-21 y Cal-22 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	31
5.5. Análisis de los precios spot en España	32

1. Hechos relevantes

Notable incremento del precio de contado en el mes de junio

En junio de 2021, respecto al mes de mayo, el precio del mercado spot volvió a registrar un aumento significativo respecto al mes anterior (+24,1%). En media, el incremento fue de 16,18 €/MWh (+2,11 €/MWh en mayo), situándose en 83,30 €/MWh frente a 67,12 €/MWh del mes anterior.

La demanda eléctrica peninsular aumentó un 2,3% en junio respecto al mes de mayo de 2021, y un 7,1% respecto al mismo mes del año anterior. En relación con la generación que fue necesaria despachar para cubrir la demanda cabe destacar, respecto al mes anterior, el incremento de la producción térmica convencional (+60,7% los CCGTs y 28,9% la generación con carbón) y el descenso de la producción renovable (-12,4%).

Del mismo modo que el precio spot en el mercado español, los precios spot en Alemania y en Francia también aumentaron: un 38,9% (+20,73 €/MWh), en el caso francés, y un 33% (+18,23 €/MWh), en el caso alemán.

Aumento de las cotizaciones a plazo en los mercados español, alemán y francés.

Durante el mes de junio, al igual que en los meses anteriores, aumentaron las cotizaciones de todos los contratos con subyacentes español, francés y alemán analizados. Cabe mencionar que las cotizaciones de los contratos con subyacente francés para los vencimientos analizados más lejanos (Q4-21, Q1-22 y YR-22) se mantuvieron por encima de las de sus equivalentes con subyacentes español y alemán.

Para el subyacente español la variación de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre un incremento de 9,27 €/MWh para el contrato julio de 2021 (90,75 €/MWh a cierre de junio) y de 20,75 €/MWh para el contrato trimestral Q4-21 (98,00 €/MWh a cierre de junio). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de dichos contratos a plazo se movieron entre un incremento de 8,68 €/MWh para el contrato anual YR-22 (72,20 €/MWh a cierre de junio) y de 18,82 €/MWh para el contrato mensual ago-21 (84,61 €/MWh a cierre de junio). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, el menor aumento de cotización fue registrado por el contrato anual YR-22 (+9,66 €/MWh; 73,65 €/MWh a cierre de junio) y el mayor incremento por el contrato mensual de agosto de 2021 (+21,01 €/MWh; 83,64 €/MWh a cierre de junio).

A 30 de junio de 2021, la cotización del contrato YR-22 con subyacente español se mantuvo por debajo de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (-0,58 €/MWh) y ligeramente por encima de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (+0,87 €/MWh).

Significativo descenso de los volúmenes negociado y registrado de contratos a plazo

En el mes de junio de 2021, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 19,1 TWh, un 42,8% inferior al volumen negociado el mes anterior (33,4 TWh), y un 6,3% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18 TWh). La caída de la negociación se produjo en todos los mercados; así el descenso del volumen negociado en los mercados OTC fue del 43,9%, en EEX del 41,6% y en OMIP del 19,2%. El porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 8,9%; 1,7 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue superior en junio de 2021 que en el mes anterior (7,2%; 2,4 TWh).

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en junio de 2021 (19,1 TWh) representó el 96,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,7 TWh); similar al porcentaje (97,7%) que representó la negociación en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (18 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (18,4 TWh)¹.

En junio de 2021, la negociación se repartió entre los contratos con liquidación en el segundo semestre de 2021, cuyo volumen se situó en 8,4 TWh (el 43,7% del volumen total negociado), los contratos con vencimiento en el año 2022, con un volumen de 7,9 TWh (el 41,6% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2023, con 1,4 TWh negociados (el 7,2% del volumen total negociado), y los contratos con liquidación en el año 2024 y siguientes, cuyo volumen ascendió a 1,4 TWh (el 7,6% del volumen total negociado en junio) (ver Gráfico 11).

Liquidación de contratos en el mes de junio

Hasta el 30 de junio, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en junio de 2021 se situó en torno a 15.238 GWh, un 1,8% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2021 (14.971 GWh), y un 13,4% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2020 (17.601 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en junio de 2021, el 97,3% (14.823 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual jun-21 trimestral Q2-21 y anual 2021), mientras que el 2,7% restante (415 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

¹ En el conjunto del año 2020, el volumen total negociado en los mercados a plazo (235 TWh) representó el 99% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh).

A 30 de junio de 2021, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en junio de 2021 (15.238 GWh) ascendería a 256,9 millones de €³, un 0,8% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en mayo de 2021 (254,9 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en junio de 2021, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 51,63 €/MWh, inferior en 16,51 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 30 de junio de 2021 (68,13 €/MWh)⁴.

Notable aumento de las cotizaciones de gas natural en los mercados europeos, impulsadas por fundamentales alcistas (referencias de GNL, Brent y derechos de emisión de CO₂)

En el mes de junio las cotizaciones de gas natural aumentaron significativamente en los mercados europeos, manteniéndose la tendencia alcista iniciada en marzo. Entre los factores que contribuyeron a ese aumento de precios destacan la fuerte demanda de GNL en Asia, que motivó un aumento de los flujos en esa dirección, la ausencia de una perspectiva de regasificación, el bajo nivel de llenado y de inyección en los almacenamientos subterráneos (en niveles mínimos de los últimos cinco años para esa época del año), así como el aumento de las cotizaciones del Brent (que sigue utilizándose como referencia en muchos contratos a largo plazo) y de los precios de los derechos de emisión de CO₂.

A 30 de junio, en un contexto de fuerte demanda y de falta de suministro de EUAs por el retraso en la asignación gratuita, los precios de los derechos de emisión de CO₂ alcanzaron un nuevo máximo histórico al situarse en 56,37 €/MWh, en el caso de los derechos con entrega en diciembre de 2021, y en 56,78 €/MWh en el caso de los derechos con entrega en diciembre de 2022.

Asimismo, ante las señales de recuperación de la demanda, a medida que avanza la vacunación frente al COVID-19, y el anuncio de una significativa caída de los inventarios de crudo en EE.UU., el precio del Brent mantuvo una senda ascendente. Así, a cierre del mes de junio, aumentó la cotización spot un 9,6% respecto a la del mes anterior, situándose en 76,19 \$/Bbl (cotización a 30 de junio),

² La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX se calcula asumiendo que el volumen de posición abierta al inicio de la liquidación del contrato es igual al volumen negociado y, por tanto, todos los futuros negociados en los mercados a plazo se liquidan contra el precio del mercado de contado.

³ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de junio provienen del contrato anual 2021, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot hasta el 30 de junio de 2021.

mientras que las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses aumentaron un 8,4% y un 6,2%, respectivamente, cerrando el mes de junio (cotizaciones a 30 de junio) en 75,13 \$/Bbl y 69,08 \$/Bbl, respectivamente.

También fue ascendente la tendencia de las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ICE ARA), influidas, entre otros factores, por el notable incremento de los precios de los derechos de emisión de CO₂. Así, el precio del contrato para Jul-21 aumentó un 30,8% (120,75 \$/t a 30 de junio), y el de los contratos Q3-21 y Cal-22 se incrementó un 27,7% y un 7,9% respectivamente, situándose, a cierre del mes de junio, en 117,10 \$/t y 87,20 \$/t.

A 28 de junio, la cotización del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. A 30 de junio, la cotización del JKM M+1 se incrementó un 28,8%, hasta 37,64 €/MWh, respecto a la de 28 de mayo (29,22 €/MWh).

2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España

2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP (€/MWh)

Contratos	MES DE JUNIO DE 2021				MES DE MAYO DE 2021				% Δ Últ. Cotiz. jun-21 vs. may-21
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jul-21	90,75	90,75	80,33	85,97	81,48	83,13	71,93	78,66	11,4%
FTB M Aug-21	92,50	92,50	75,65	83,86	75,37	79,09	67,15	74,37	22,7%
FTB M Sep-21	95,25	95,25	77,27	84,42	76,36	83,55	71,72	76,89	24,7%
FTB Q3-21	89,00 (*)	89,40	78,00	84,03	77,75	81,50	70,25	76,64	14,5%
FTB Q4-21	98,00	98,00	77,55	85,17	77,25	78,80	68,95	75,05	26,9%
FTB Q1-22	87,00	87,00	67,75	74,40	66,45	72,70	61,25	66,50	30,9%
FTB Q2-22	65,25	65,25	57,26	60,49	56,95	63,00	54,26	58,07	14,6%
FTB YR-22	73,07	73,07	63,10	66,84	62,60	67,70	58,60	63,09	16,7%
FTB YR-23	54,35	55,00	53,15	54,05	53,00	56,15	50,15	53,20	2,5%

(*) Cotización a 28 de junio

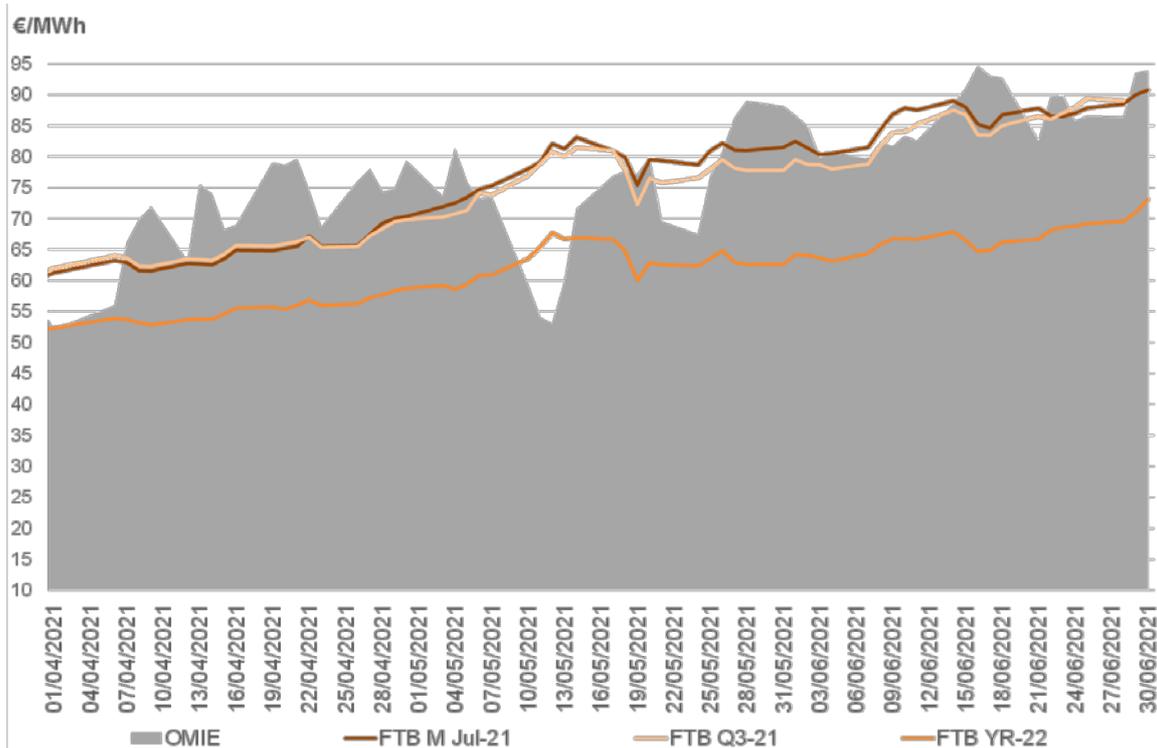
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de junio a 30/06/2021 y últimas cotizaciones de mayo a 31/05/2021.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

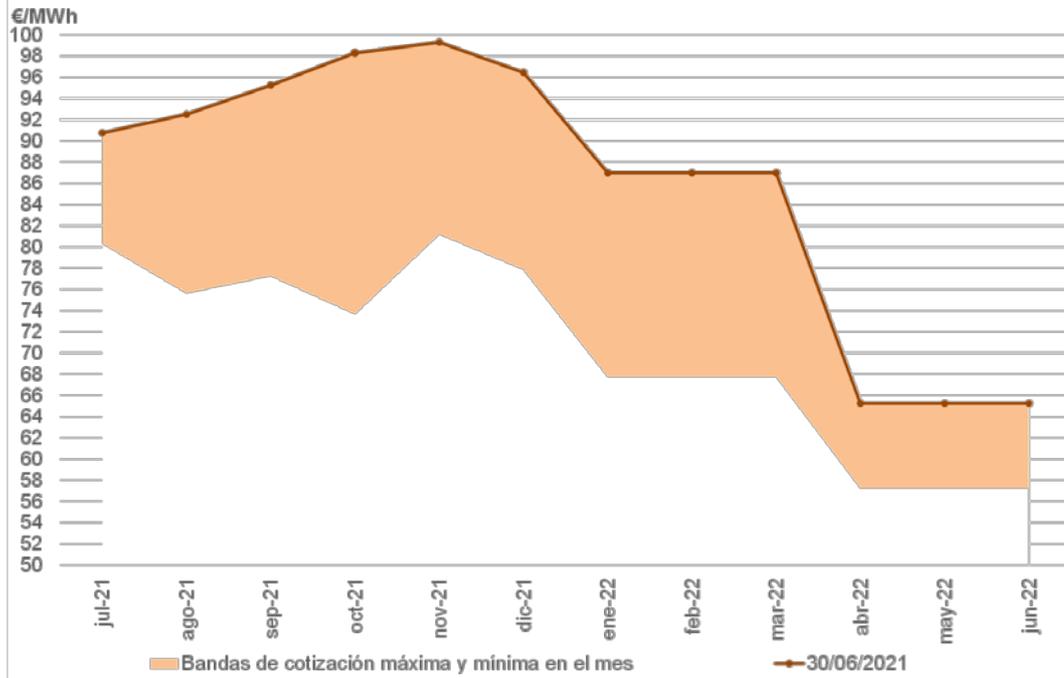
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de abril al 30 de junio de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de junio de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en junio de 2021 en OMIP vs. precio spot de junio de 2021.

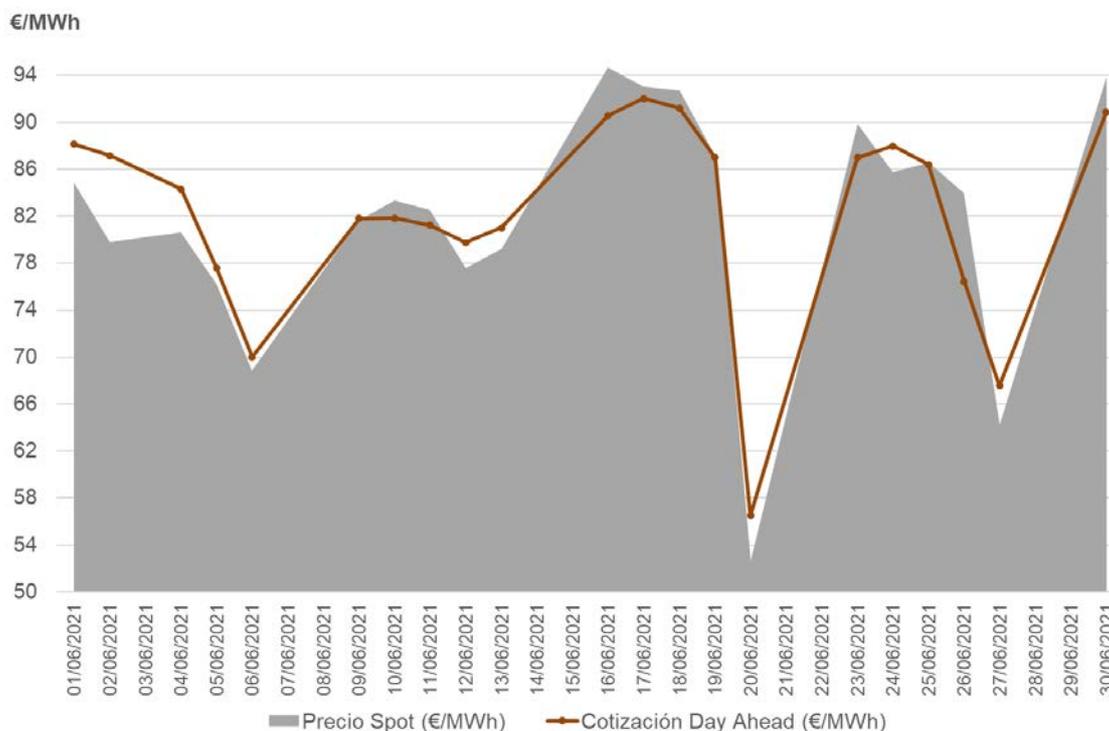
Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de diciembre de 2020 al 31 de mayo de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh).

Periodo: junio de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 82,20 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 81,86 €/MWh.

Prima de riesgo en junio de los contratos *day-ahead*: 0,35 €/MWh.

⁵ Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a plazo *day-ahead* con liquidación en lunes y en martes, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo

3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX

Cuadro 2. Estadística descriptiva del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX*. Mensual y acumulado en el año

Volumen negociado (GWh)	Mes actual junio 2021	Mes anterior mayo 2021	% Variación	Acumulado 2021	Total 2020	2021 (%)	2020 (%)
OMIP	1.076	1.331	-19,2%	5.750	8.632	4,4%	3,7%
EEX	623	1.068	-41,6%	4.640	7.536	3,6%	3,2%
OTC	17.416	31.023	-43,9%	120.298	218.815	92,0%	93,1%
OTC registrado y compensado**:	18.600	31.608	-41,2%	125.399	228.065	96,0%	97,1%
<i>OMIClear</i>	1.055	4.357	-75,8%	15.283	18.447	11,7%	7,9%
<i>BME Clearing</i>	2.812	2.521	11,6%	12.361	27.772	9,5%	11,8%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	14.733	24.730	-40,4%	97.756	181.845	74,8%	77,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	19.116	33.423	-42,8%	130.689	234.983	100,0%	100,0%

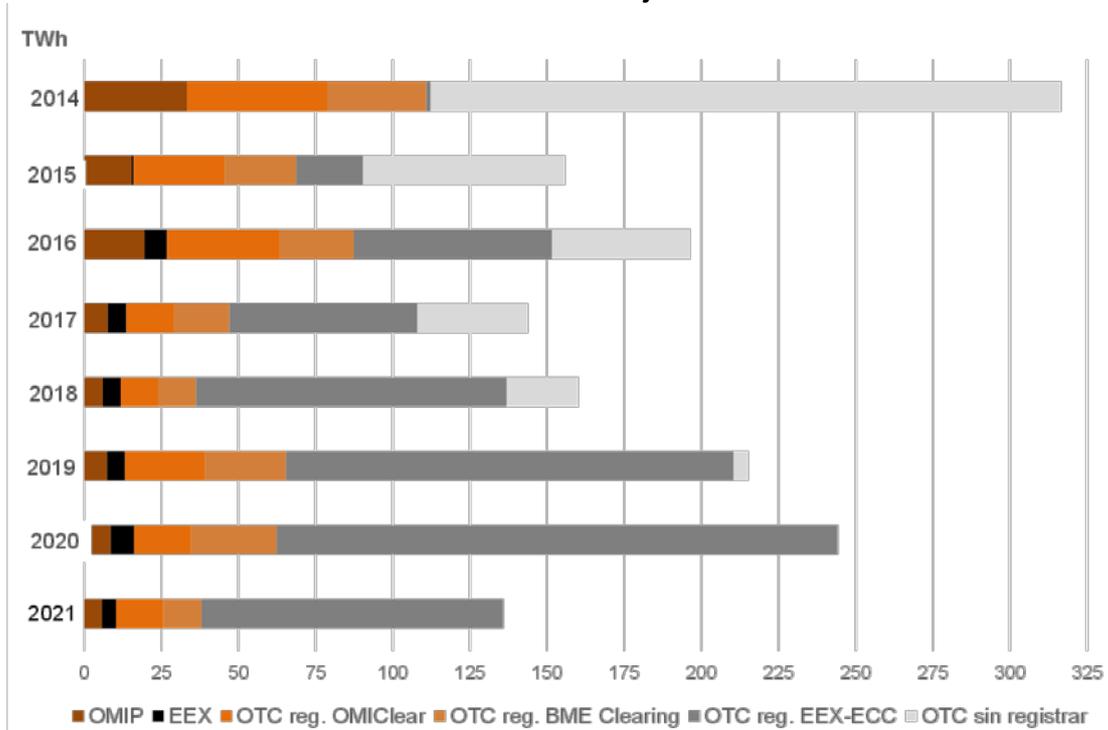
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- Podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las agencias de intermediación pueden no remitir estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.
- Asimismo, podría incorporar aquellas operaciones registradas que no han sido intermediadas a través de bróker ("bilaterales puras").
- Por otro lado, el volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado, debido a que en una de las cámaras la cancelación de operaciones se realiza a través del registro de operaciones de signo contrario, por lo que las transacciones canceladas quedarían registradas en esa cámara por duplicado. Adicionalmente, también se registra la posición del agente de intermediación como contraparte cuando este agrega las posiciones de compra o de venta de varios compradores o vendedores, al objeto de satisfacer un volumen de compra o venta elevado para el que inicialmente no había contraparte.

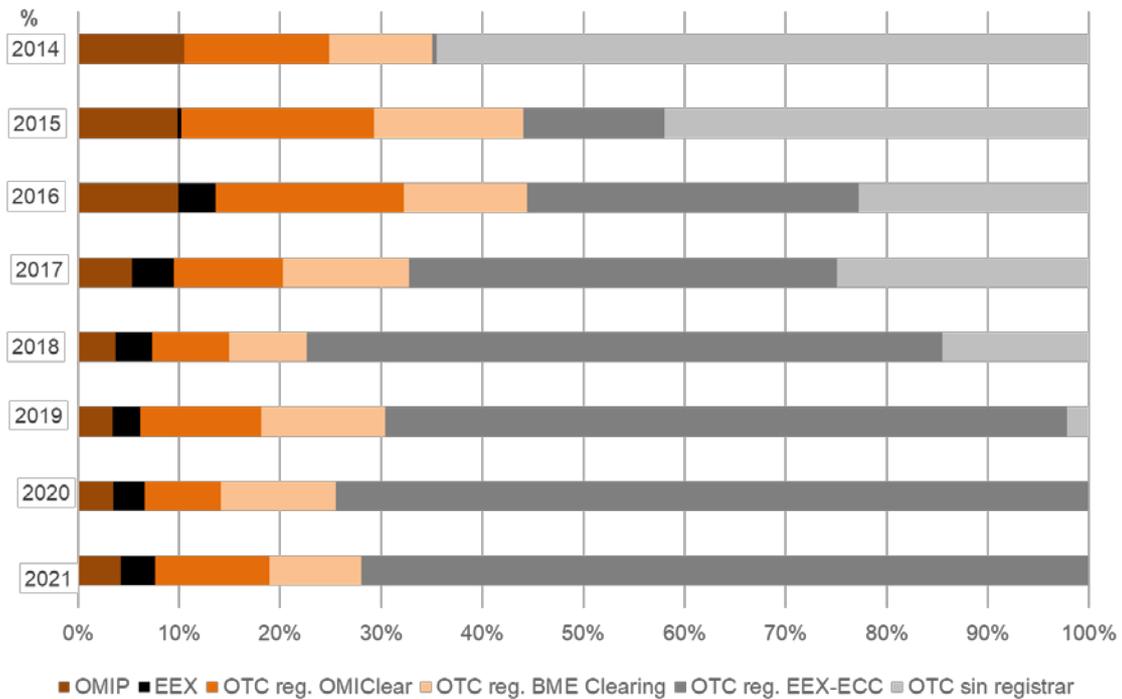
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
 Periodo: enero de 2014 a junio de 2021



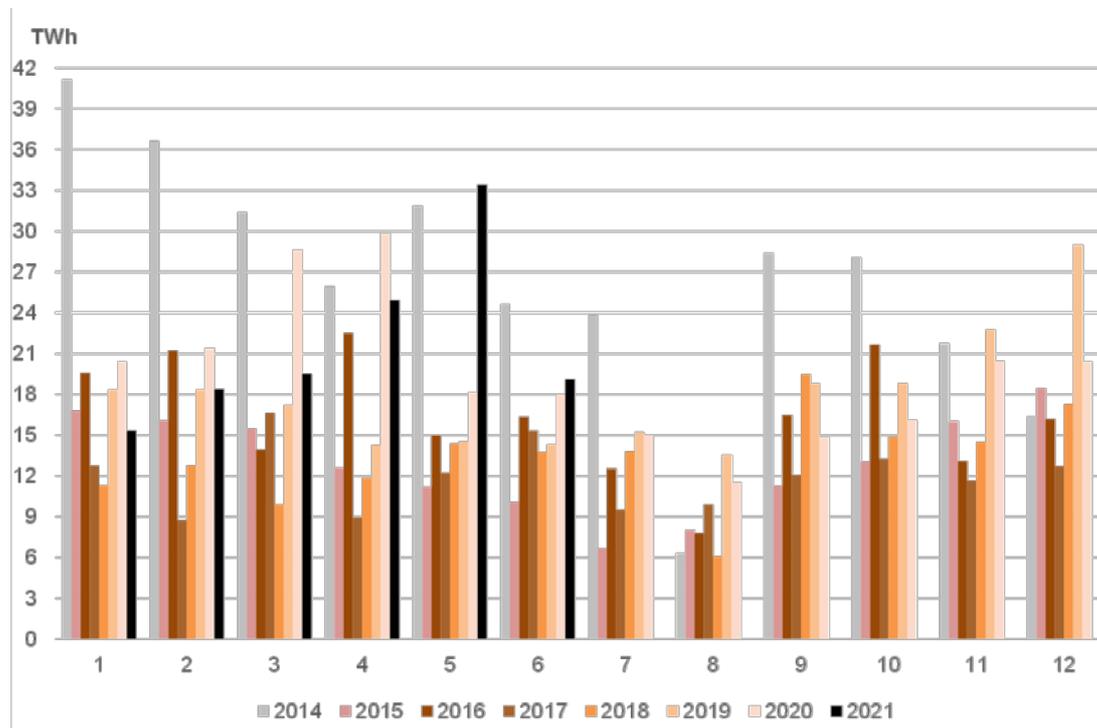
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
 Periodo: enero de 2014 a junio de 2021



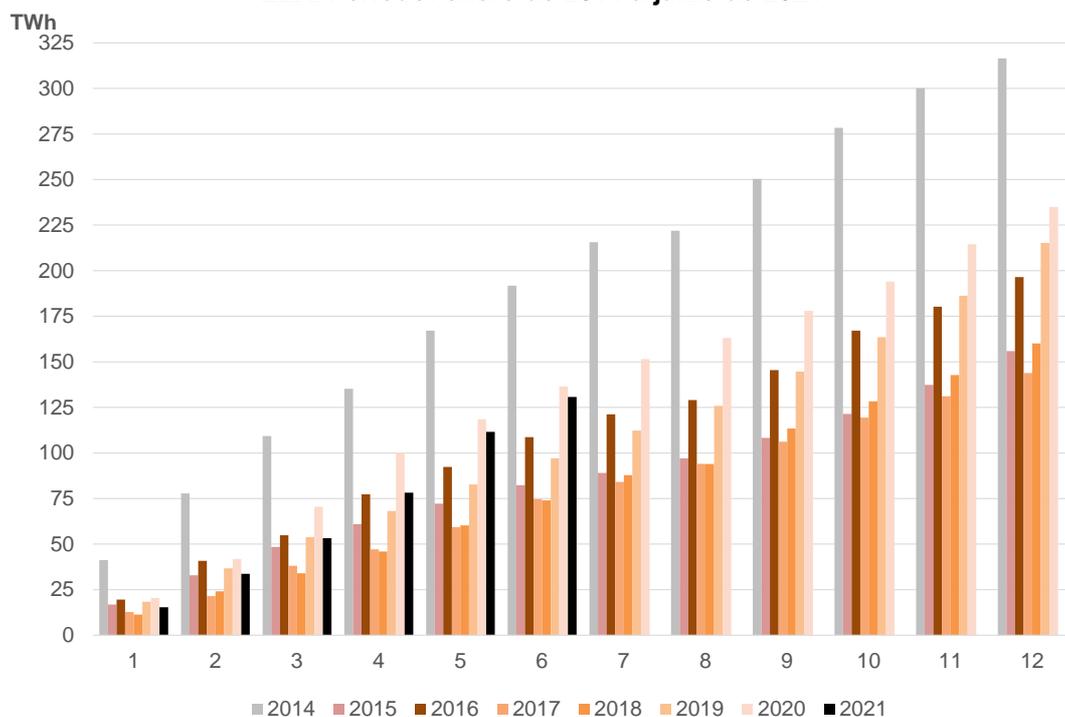
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a junio de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a junio de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

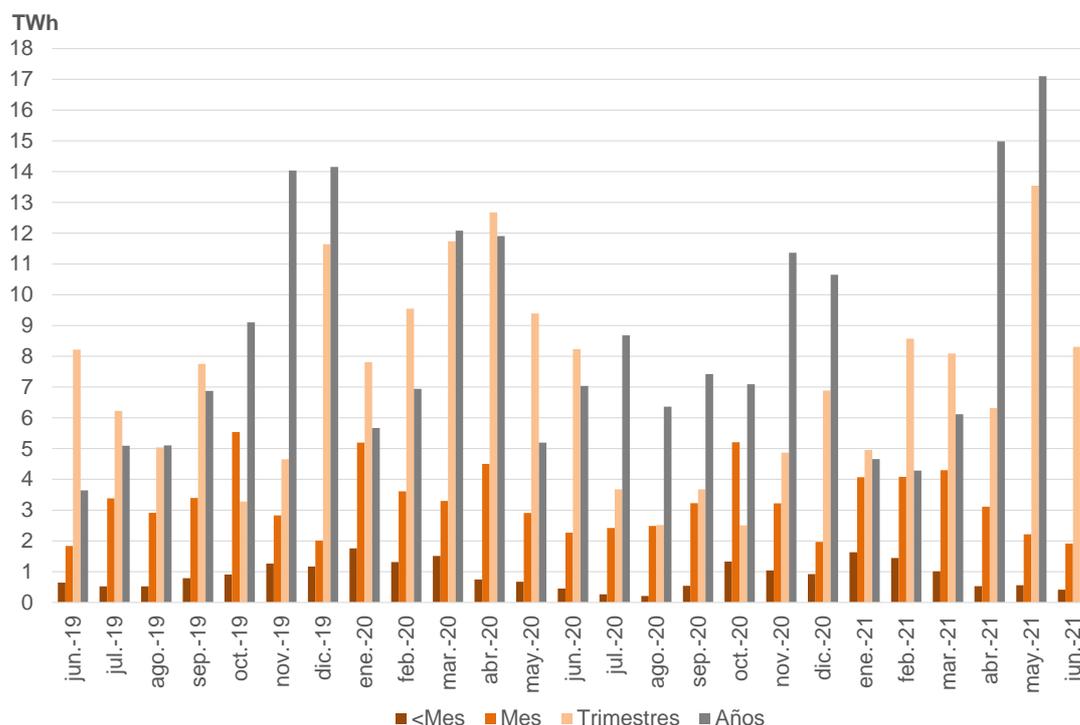
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual junio-21	Mes anterior mayo-21	% Variación	Acumulado 2021	% Acumulado 2021	Total 2020	% Total 2020
Diario	171	193	-11,3%	1.381	24,7%	3.464	32,2%
Fin de semana	29	120	-75,9%	662	11,8%	768	7,1%
Semana	216	249	-13,4%	3.548	63,4%	6.539	60,7%
Total Corto Plazo	415	561	-26,0%	5.591	4,3%	10.770	4,6%
Mensual	1.912	2.212	-13,6%	19.684	15,7%	40.310	18,0%
Trimestral	8.309	13.546	-38,7%	49.786	39,8%	83.520	37,3%
Anual	8.479	17.103	-50,4%	55.628	44,5%	100.383	44,8%
Total Largo Plazo	18.700	32.861	-43,1%	125.097	95,7%	224.213	95,4%
Total	19.116	33.423	-42,8%	130.689	100,0%	234.983	100%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)

Periodo: junio de 2019 a junio de 2021

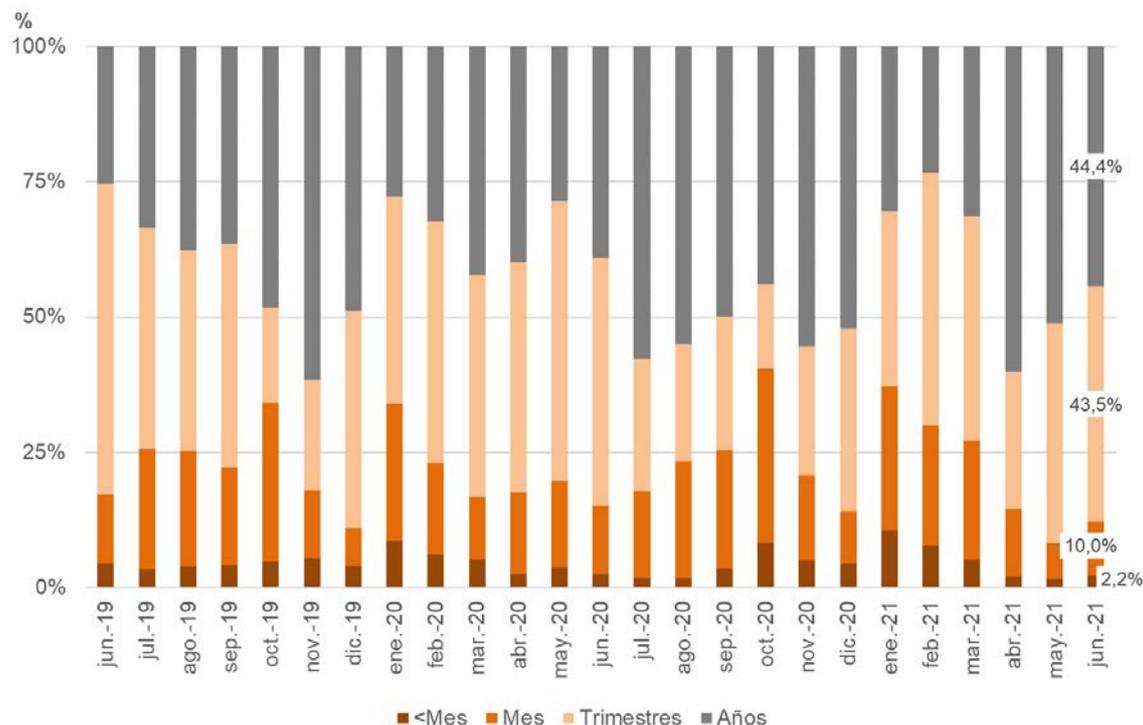


Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %)

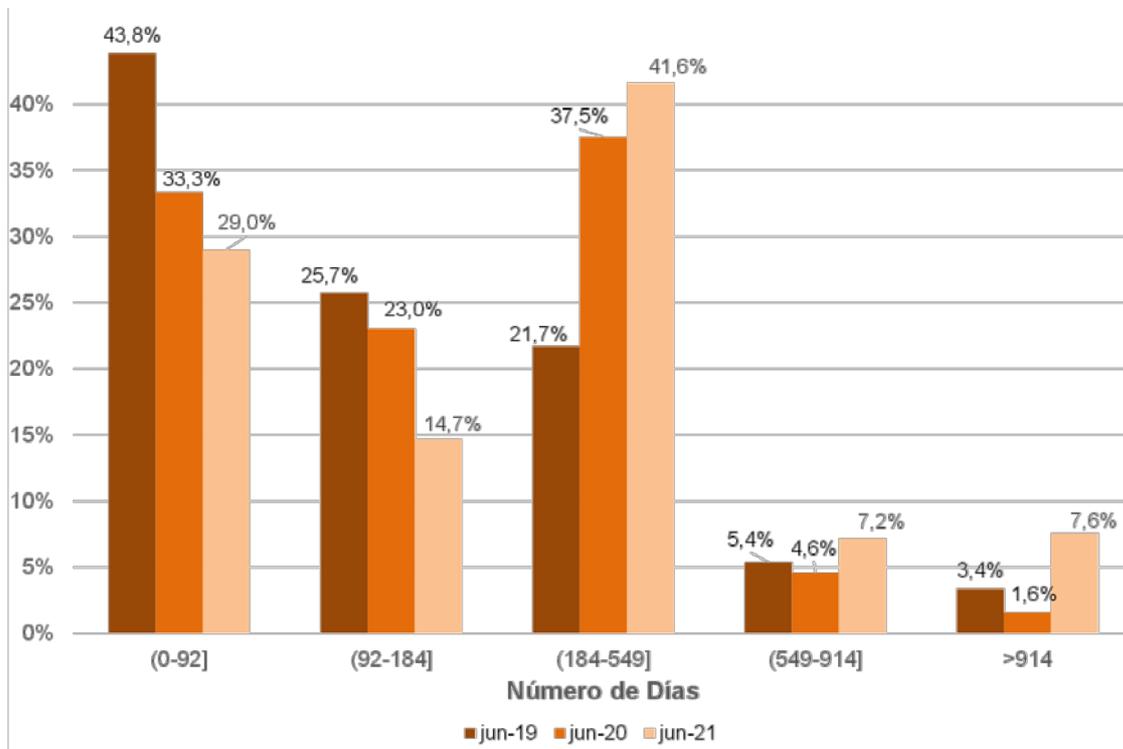
Periodo: junio 2019 a junio de 2021



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

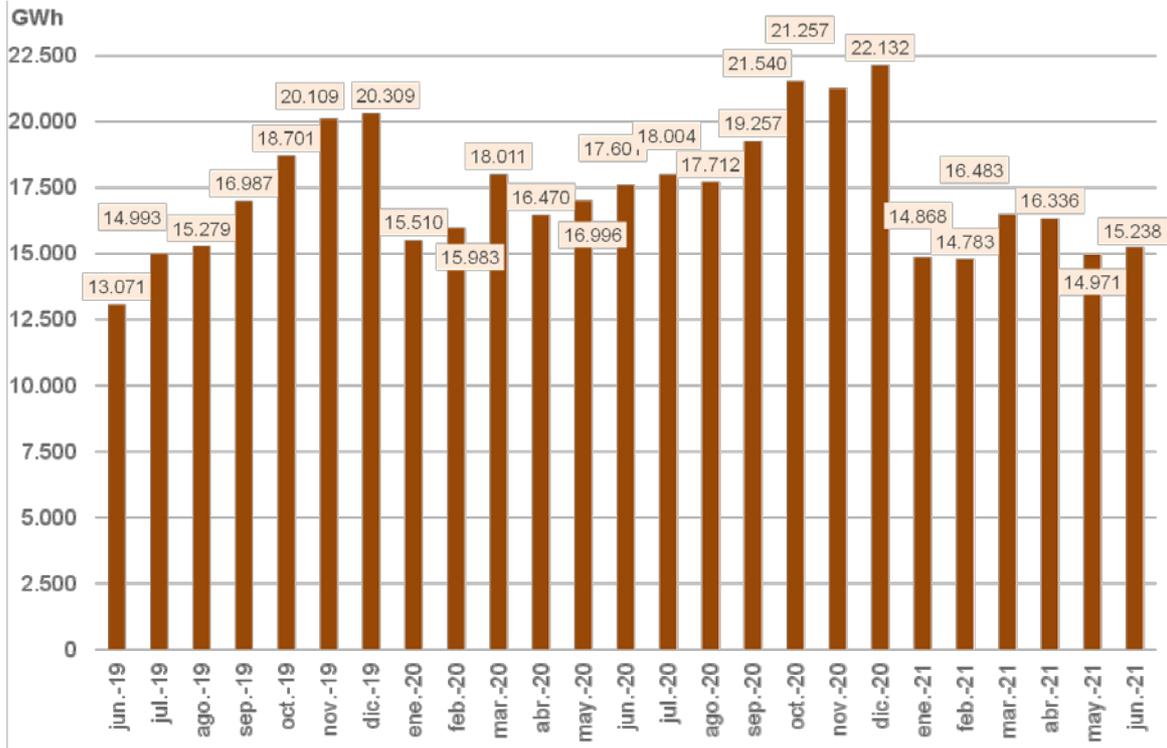
Gráfico 11. Energía negociada en junio (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: junio de 2019 a junio de 2021 ⁶

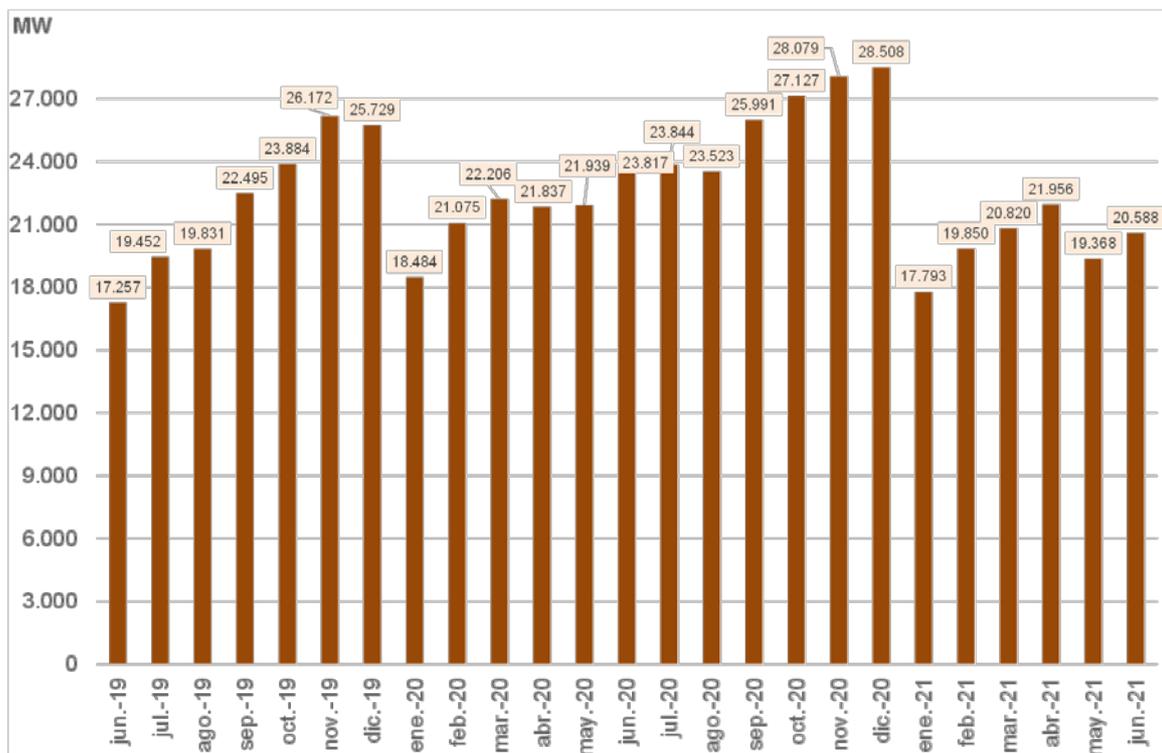


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁶ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de junio se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en junio de 2021: mensual junio-21, trimestral Q2-21, anual YR-21, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en junio de 2021, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Gráfico 13. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX*, por mes de liquidación

Periodo: junio de 2019 a junio de 2021



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

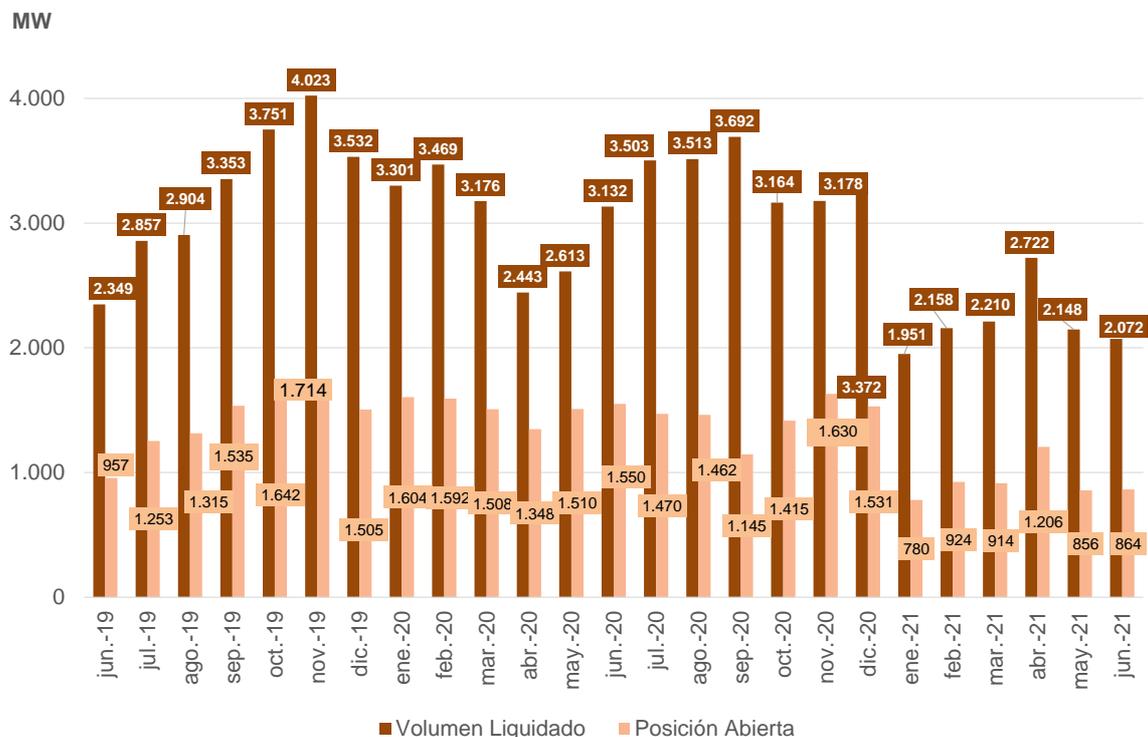
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de junio de 2021 (20.588 MW) representó el 75,2 % de la demanda horaria media de dicho mes (27.388 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta⁷*

Periodo: junio de 2019 a junio de 2021



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

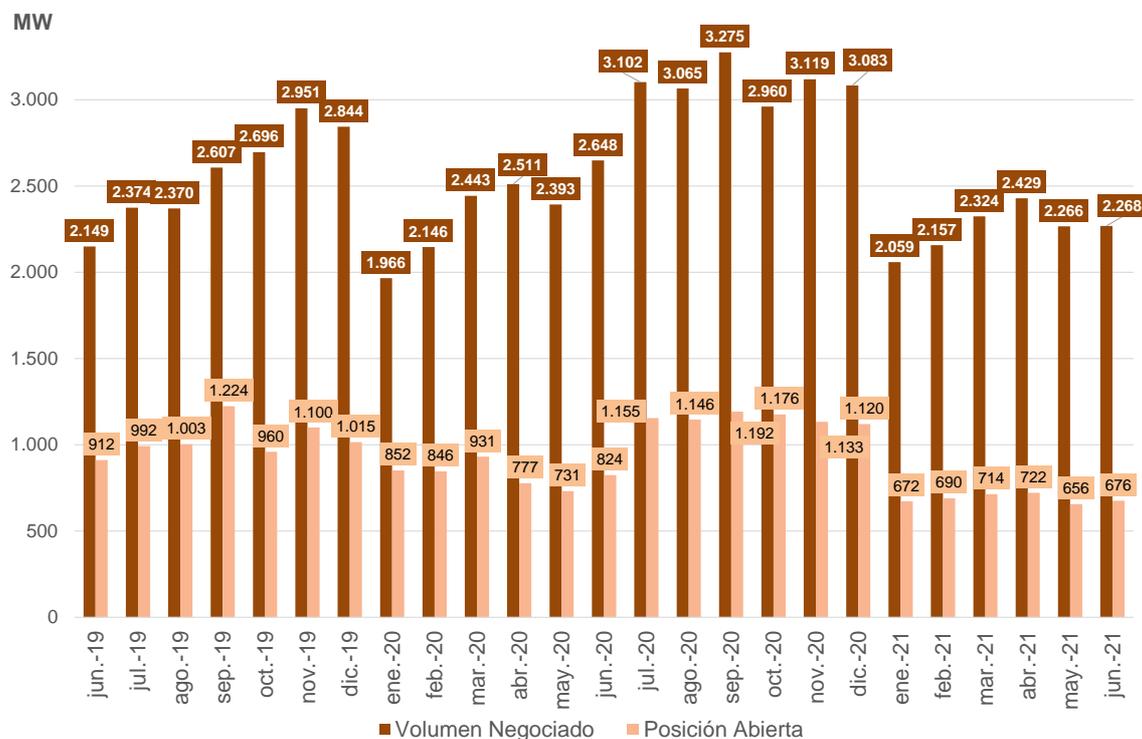
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁷ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

Posición abierta en BME Clearing

Gráfico 15. Número de contratos OTC registrados en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{8*}

Periodo: junio de 2019 a junio de 2021



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

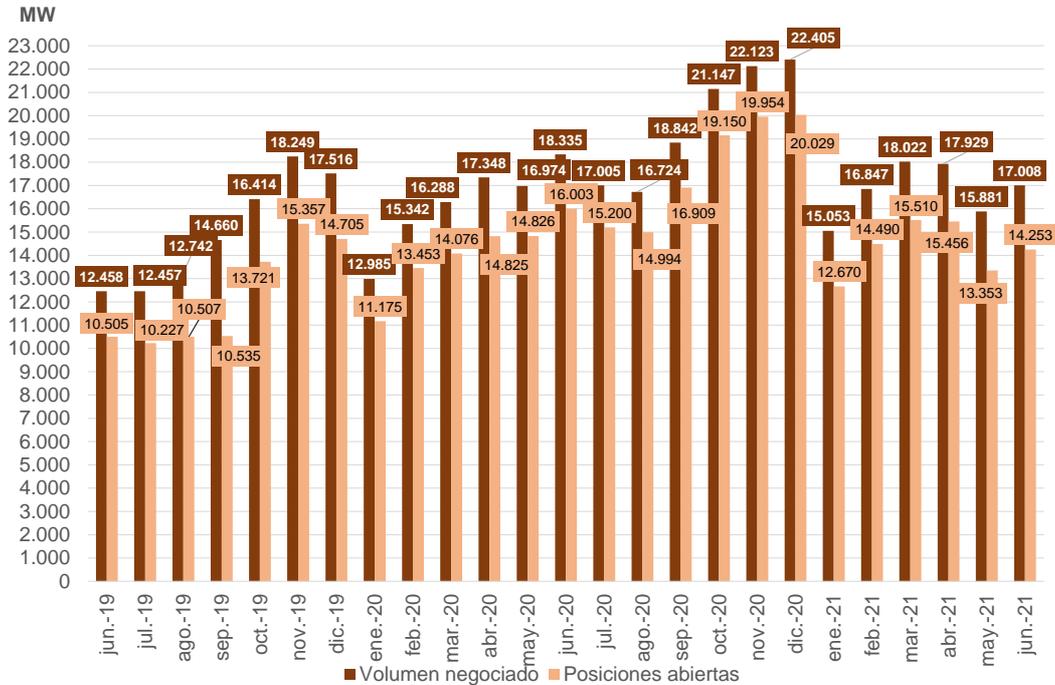
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

⁸ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

Posición abierta⁹ en European Commodity Clearing¹⁰

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{11*}

Periodo: junio de 2019 a junio de 2021



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC

⁹ En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma de la posición abierta (número de contratos) en cada una de las CCPs podría sobrestimar la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los contratos con posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

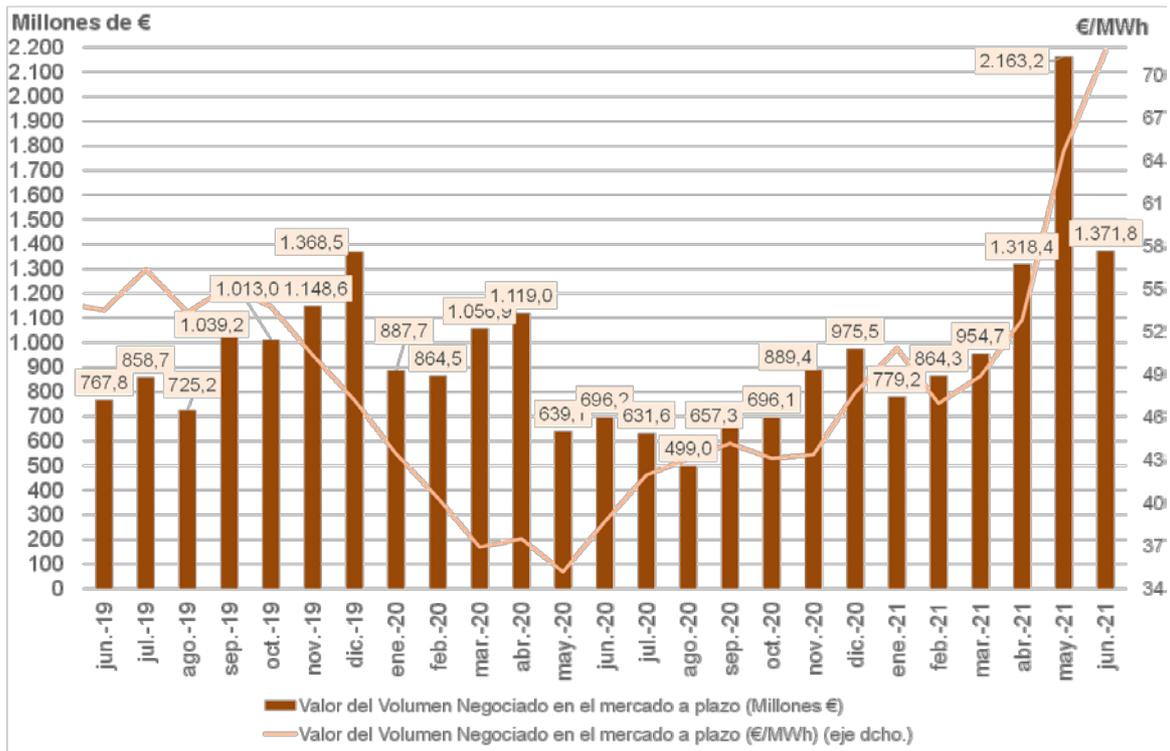
¹⁰ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹¹ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear y BME Clearing, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)

Periodo: junio de 2019 a junio de 2021

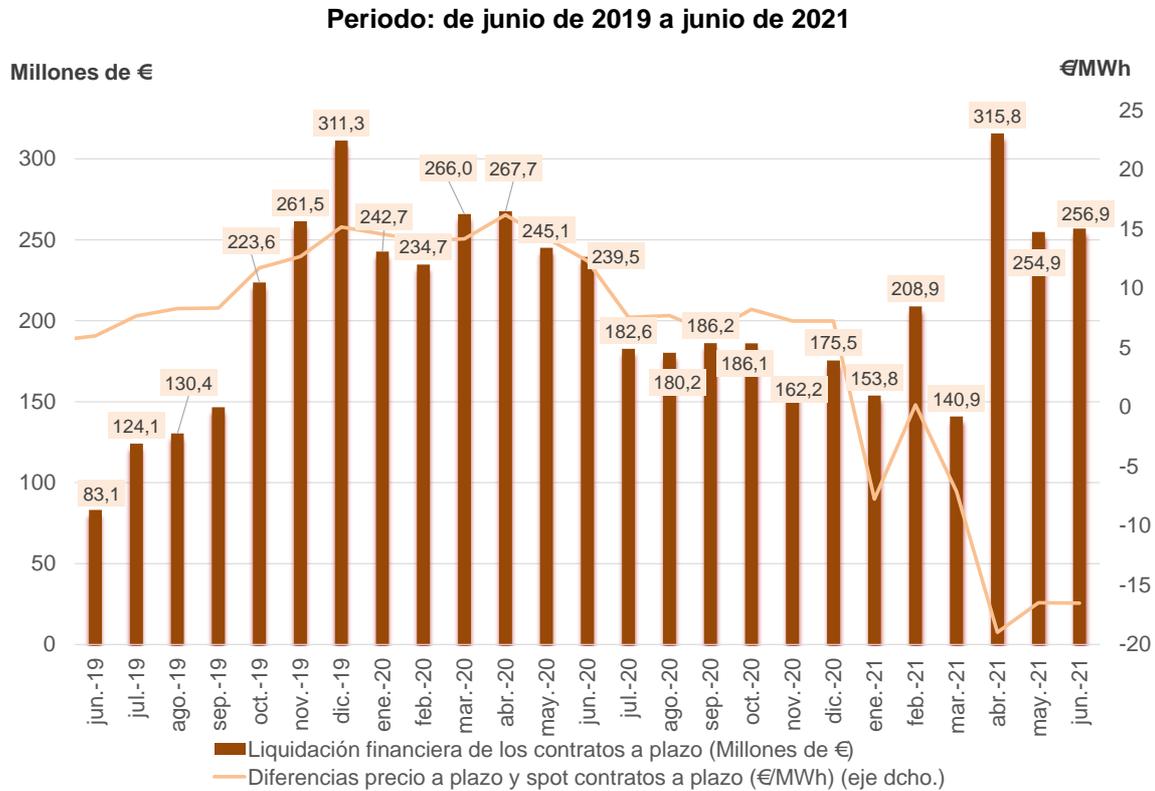


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en junio de 2021 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 19,1 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en junio de 2021: 71,76 €/MWh.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 30 de junio de 2021.

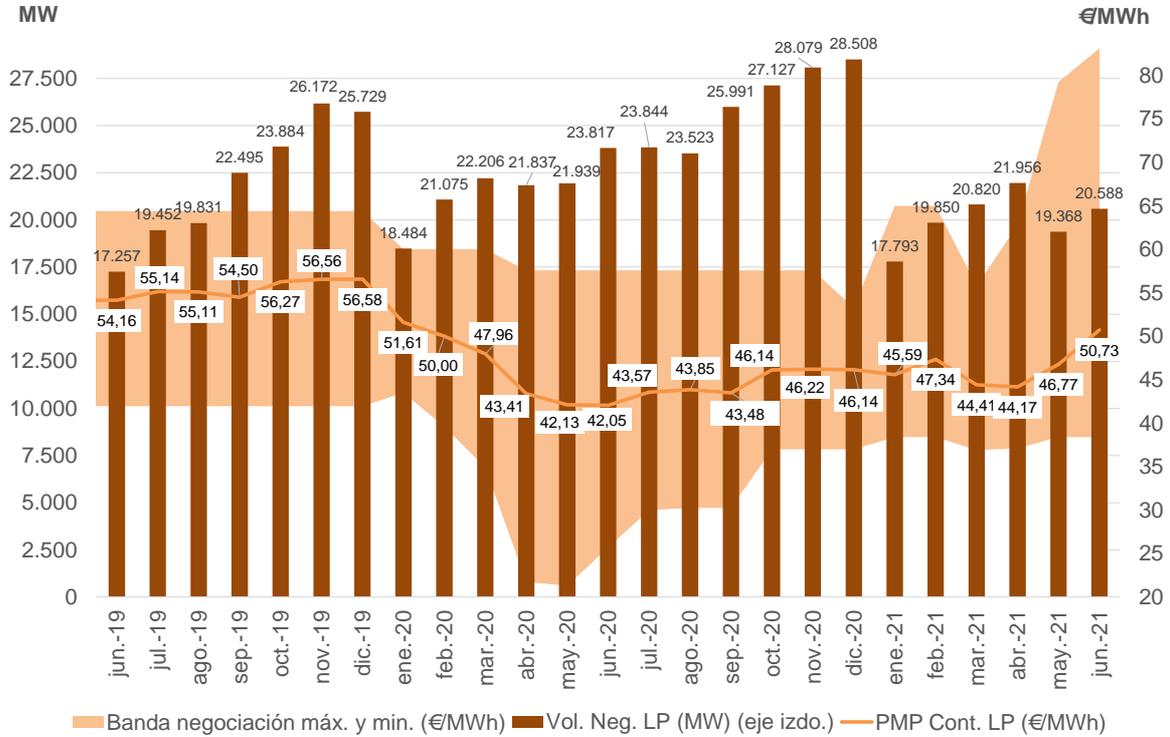


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de junio de 2021 (mensual jun-21, trimestral Q2-21, anual YR-21), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 50,73 €/MWh; siendo inferior en 16,95 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de junio de 2021 (67,68 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en junio de 2021, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 83,66 €/MWh, inferior en 0,78 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de junio de 2021 (84,44 €/MWh).

Gráfico 19. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX y precios máximo, mínimo y medio (€/MWh) de los contratos de largo plazo por mes de liquidación*. Período: junio de 2019 a junio de 2021



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España

5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia

Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

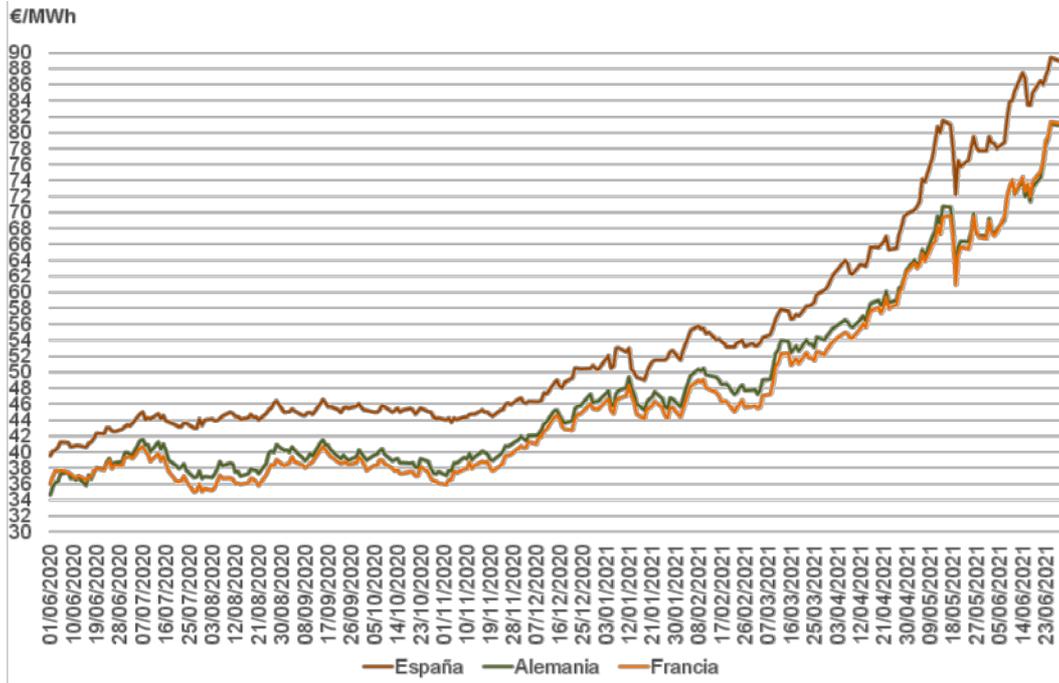
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	junio-21	mayo-21	% Variación jun. vs. may.	junio-21	mayo-21	% Variación jun. vs. may.	junio-21	mayo-21	% Variación jun. vs. may.
jul.-21	90,75	81,48	11,4%	85,16	67,78	25,6%	83,65	67,70	23,6%
ago.-21	92,50	75,37	22,7%	84,61	65,79	28,6%	83,64	62,63	33,5%
Q3-21	89,00 (*)	77,75	14,5%	80,91 (*)	67,06	20,7%	81,18 (*)	66,74	21,6%
Q4-21	98,00	77,25	26,9%	86,54	71,52	21,0%	98,84	80,95	22,1%
Q1-22	87,00	66,45	30,9%	86,04	73,47	17,1%	96,18	82,00	17,3%
YR-22	73,07	62,60	16,7%	72,20	63,52	13,7%	73,65	63,99	15,1%

(*) Cotizaciones a 28/06/2021

Nota: últimas cotizaciones de mayo a 31/05/2021 y últimas cotizaciones de junio a 30/06/2021.
Nota: con anterioridad al 1/11/2018, el subyacente alemán hacía referencia a la zona común de precios entre Austria y Alemania. A partir de dicha fecha, se consideran dos zonas de precio independientes, por lo que las cotizaciones incluidas en el cuadro 4 para el mercado alemán, se refieren a productos con subyacente exclusivamente el precio spot de la electricidad en Alemania.

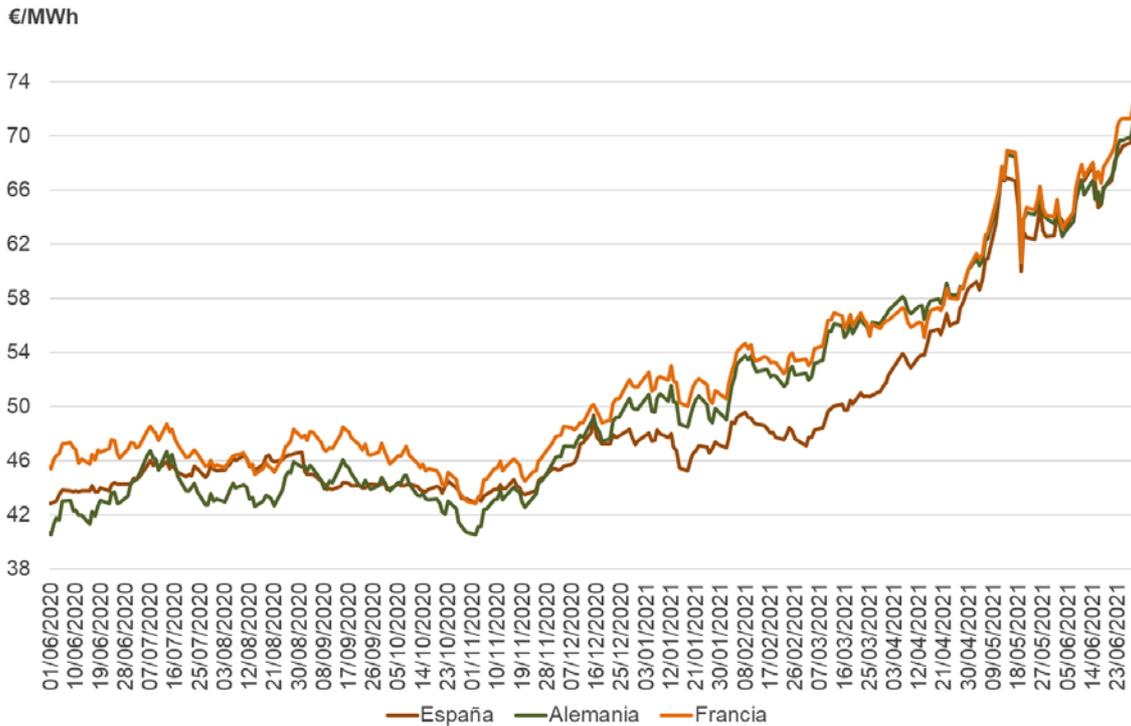
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 junio de 2020 a 30 de junio de 2021



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 junio de 2020 a 30 de junio de 2021



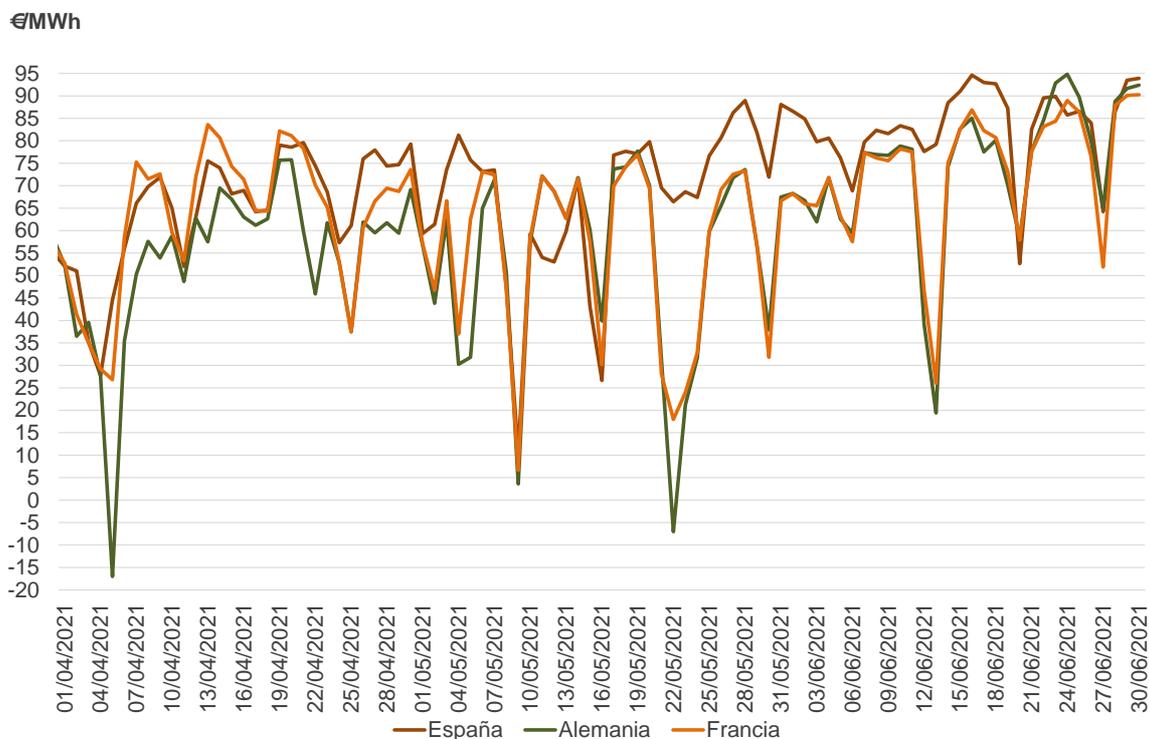
Fuente: EEX y OMIP

Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	junio-21	mayo-21	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	83,30	67,12	24,1%
Alemania	74,08	53,35	38,9%
Francia	73,51	55,28	33,0%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de abril a 30 de junio de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC (GWh). Periodo: junio de 2019 a junio de 2021

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
jun-19	152.716	25.308
jul-19	204.138	33.759
ago-19	184.364	19.813
sep-19	237.365	35.964
oct-19	223.487	30.709
nov-19	205.519	43.419
dic-19	198.089	39.203
ene-20	244.857	32.547
feb-20	244.034	27.954
mar-20	321.232	49.179
abr-20	271.454	57.415
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311
jul-20	202.351	35.067
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899
oct-20	245.842	49.633
nov-20	297.665	54.747
dic-20	236.652	43.192
ene-21	197.408	32.767
feb-21	227.415	31.030
mar-21	251.836	36.542
abr-21	198.148	38.514
may-21	252.033	35.831
jun-21	225.724	32.211

Nota: desde mayo de 2017, el volumen negociado en el mercado alemán integra contratos con subyacente alemán y contratos con subyacente alemán y austriaco.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post¹² en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de junio de 2019 a junio de 2021, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotización carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
jun-19	48,90	47,19	1,71	35,36	32,52	2,84	33,86	29,26	4,60
jul-19	49,35	51,46	-2,11	35,83	39,69	-3,86	32,54	37,66	-5,12
ago-19	47,75	44,96	2,79	39,62	36,85	2,77	34,73	33,39	1,34
sep-19	44,85	42,11	2,74	38,63	35,75	2,88	37,97	35,54	2,43
oct-19	48,45	47,17	1,28	40,55	36,94	3,61	45,00	38,60	6,40
nov-19	46,80	42,19	4,61	41,65	41,00	0,65	46,76	45,94	0,82
dic-19	50,00	33,80	16,20	37,37	31,97	5,40	51,87	36,46	15,41
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	43,50	38,01	5,49
feb-20	38,15	35,87	2,28	31,00	21,92	9,08	33,14	26,25	6,89
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72
abr-20	20,05	17,65	2,40	17,06	17,09	-0,03	15,31	13,45	1,86
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45
sep-20	42,62	41,96	0,66	40,39	43,69	-3,30	44,83	47,20	-2,37
oct-20	40,50	36,56	3,94	37,43	33,97	3,46	41,97	37,89	4,08
nov-20	40,00	41,94	-1,94	36,09	38,79	-2,70	40,40	40,11	0,29
dic-20	45,15	41,97	3,18	44,93	43,52	1,41	51,18	48,42	2,76
ene-21	56,03	60,17	-4,14	54,53	52,81	1,72	63,52	59,48	4,04
feb-21	52,50	28,49	24,01	54,41	48,70	5,71	59,48	49,01	10,47
mar-21	40,40	45,45	-5,05	44,80	47,16	-2,36	45,99	50,22	-4,23
abr-21	48,50	65,02	-16,52	47,19	53,61	-6,42	50,26	63,10	-12,84
may-21	63,00	67,12	-4,12	54,63	53,35	1,28	56,77	55,28	1,49
jun-21	79,15	83,30	-4,15	64,28	74,08	-9,80	62,67	73,51	-10,84

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, OMIP y OMIE

¹² Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales. La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en Jun.-21: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en May.2021: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-jun-21	Mín.	Máx.	31-may-21	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	76,19	69,32	76,44	69,51 (**)	66,44	70,30	9,6%
Brent entrega a un mes	75,13	70,25	76,18	69,32	65,11	69,63	8,4%
Brent entrega a doce meses	69,08	65,72	69,88	65,02	61,99	65,85	6,2%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	30,12	21,19	30,12	21,50 (**)	20,38	24,13	40,1%
Gas NBP entrega Q3-21	28,27 (*)	21,39	28,27	20,72 (**)	18,79	22,56	36,4%
Gas NBP entrega Q4-21	31,06	23,64	31,06	23,01 (**)	21,00	24,71	35,0%
Gas NBP entrega Q1-22	31,74	24,64	31,74	24,03 (**)	22,07	25,66	32,1%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	34,74	24,89	34,74	26,30	22,95	26,78	32,1%
PVB-ES a un mes	35,40	26,40	35,40	25,35 (**)	22,80	26,80	39,6%
PEG Spot	34,70	24,35	34,70	24,50 (**)	22,25	26,68	41,6%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Jul-21	120,75	95,00	120,75	92,35	78,60	92,35	30,8%
Carbón ICE ARA Q3-21	117,10	93,55	117,10	91,70	78,45	91,70	27,7%
Carbón ICE ARA YR-22	87,20	80,15	87,20	80,85	76,56	81,15	7,9%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	56,37	49,97	56,37	51,70	48,61	56,65	9,0%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	56,78	50,47	56,78	52,24	49,06	57,23	8,7%

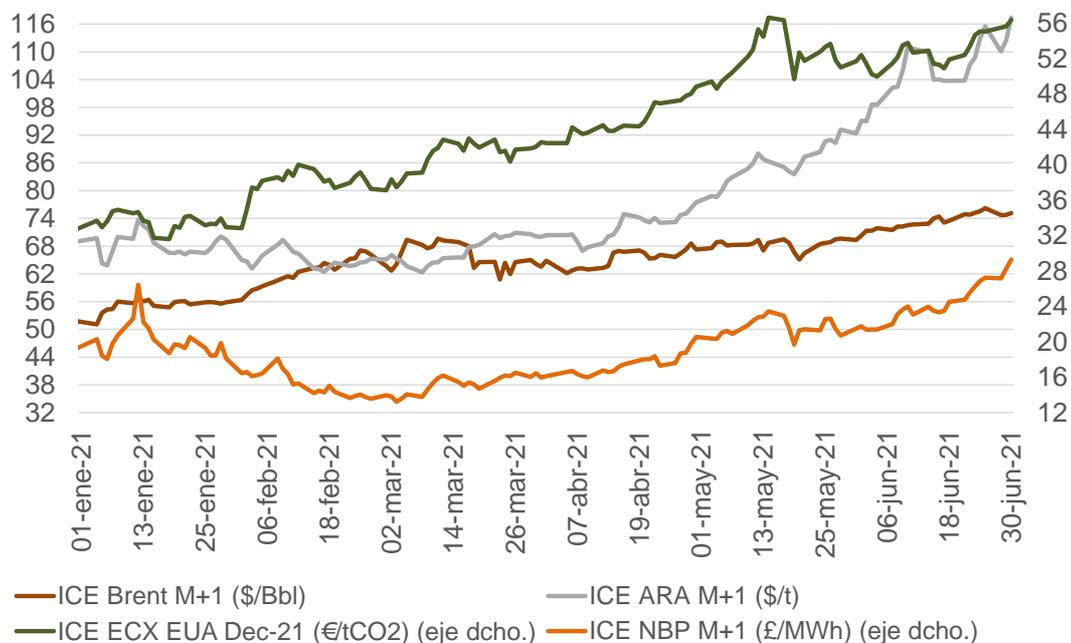
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio PEG SPOT en EEX y Refinitiv.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en ICE.
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ en ICE (EUA).

Nota: cotizaciones de mayo a 31/05/2021 y cotizaciones de junio a 30/06/2021.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Refinitiv, MIBGAS, EEX y agencia de intermediación

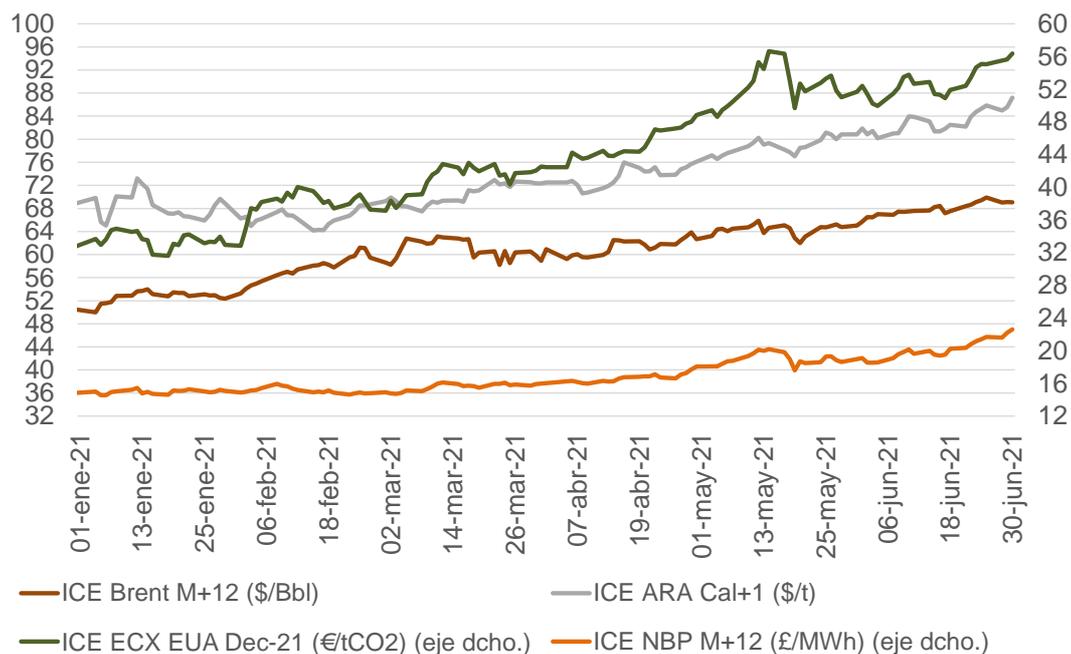
A cierre del mes de junio de 2021 (30 de junio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció situándose en 1,19 \$/€, frente a 1,22 \$/€ a cierre del mes de mayo. El tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro se mantuvo a 30 de junio en 0,86 £/€, el mismo tipo de cambio que al cierre del mes de mayo.

Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de enero de 2021 a 30 de junio de 2021



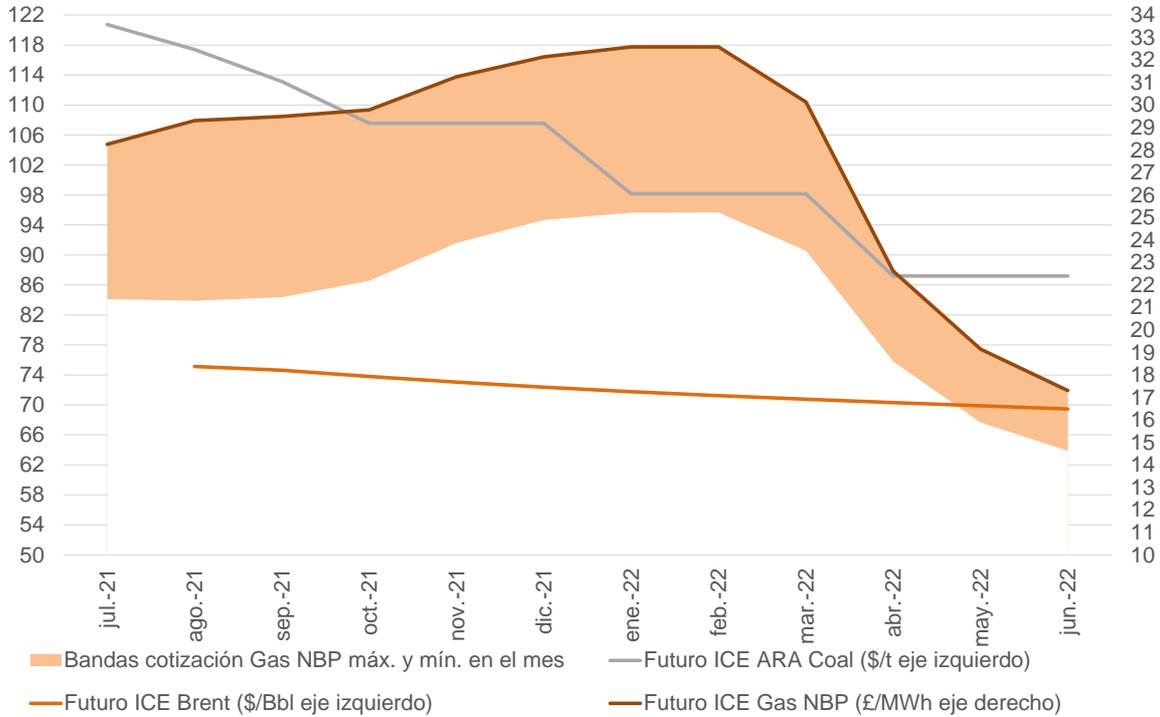
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

Gráfico 24. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP y carbón) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 de enero de 2021 a 30 de junio de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de junio de 2021 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

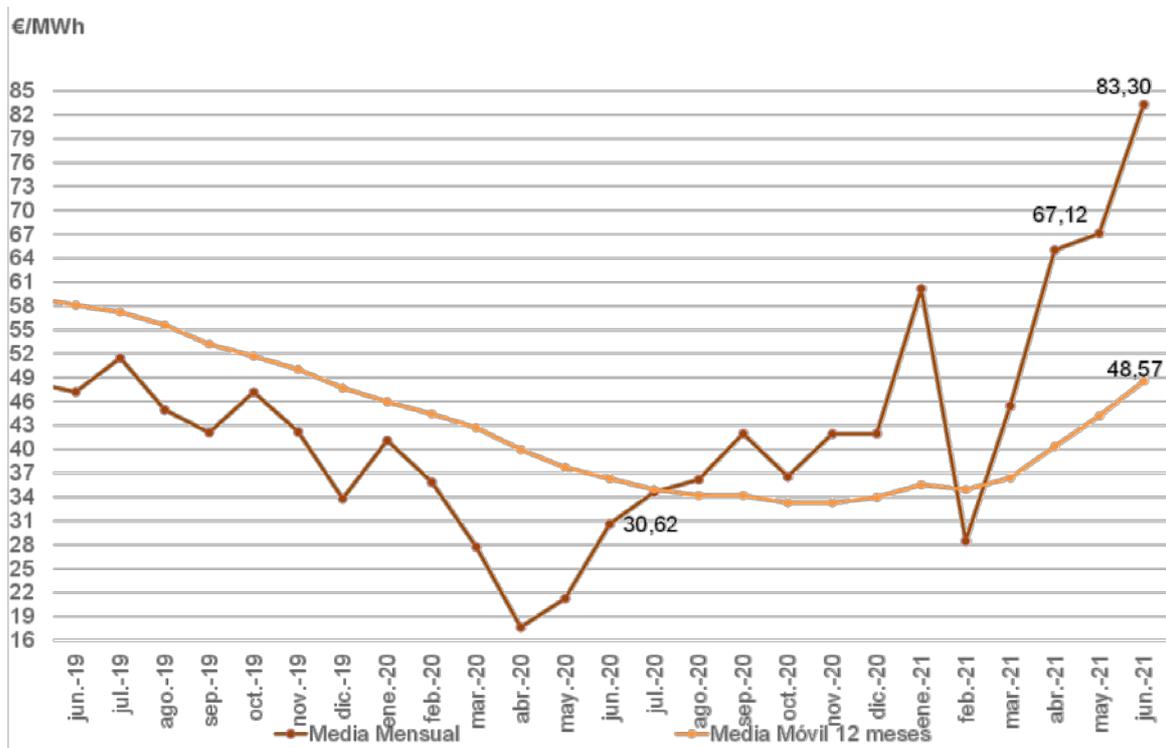
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-21 y Cal-22 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5.5. Análisis de los precios spot en España

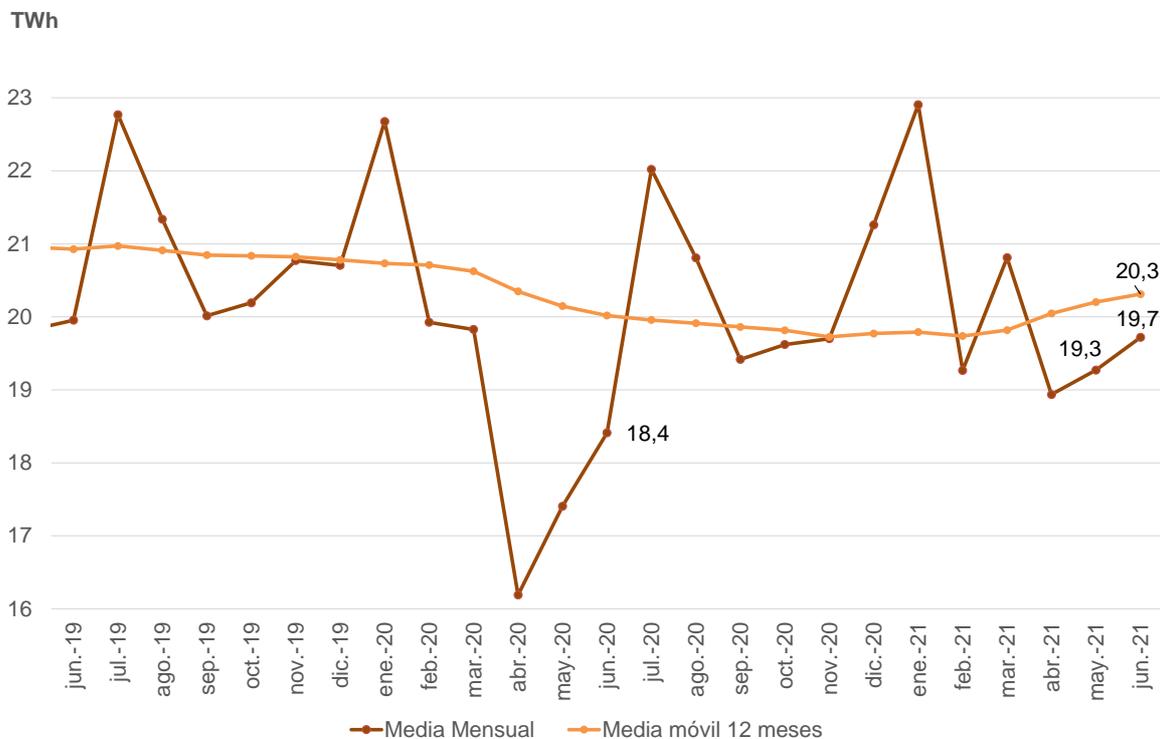
Gráfico 28. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.
Periodo: junio de 2019 a junio de 2021



Fuente: OMIE

Gráfico 29. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)

Periodo: junio de 2019 a junio de 2021



Fuente: REE

Cuadro 9. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	jun-21	may-21	jun-20	% Var. jun-21 vs. may-21	% Var. jun-21 vs. jun-20	2020	2020 % Total Demanda transporte	2021	2021 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,26	2,35	2,29	-4,0%	-1,4%	33,01	13,9%	20,86	17,3%
Nuclear	3,71	4,38	3,66	-15,4%	1,3%	55,83	23,5%	26,69	22,1%
Carbón	0,43	0,34	0,38	28,9%	13,4%	4,97	2,1%	2,04	1,7%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,22	2,00	3,60	60,7%	-10,6%	38,39	16,2%	12,87	10,6%
Eólica	3,52	4,63	3,27	-24,0%	7,6%	53,57	22,6%	31,22	25,8%
Solar fotovoltaica	2,25	2,29	1,76	-1,9%	28,1%	15,00	6,3%	9,56	7,9%
Solar térmica	0,68	0,69	0,77	-1,0%	-10,8%	4,86	2,0%	2,29	1,9%
Otras renovables ⁽²⁾	0,36	0,40	0,39	-8,4%	-7,9%	4,63	2,0%	2,29	1,9%
Cogeneración	2,22	2,23	2,22	-0,3%	0,2%	27,38	11,5%	13,17	10,9%
Residuos	0,24	0,22	0,17	6,8%	38,0%	2,53	1,1%	1,36	1,1%
Total Generación	18,90	19,53	18,50	-3,2%	2,2%	240,21	101,2%	122,36	101,2%
Consumo en bombeo	-0,20	-0,44	-0,27	-55,5%	-28,3%	-4,83	-2,0%	-2,78	-2,3%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,07	-0,12	-0,10	-42,6%	-30,5%	-1,44	-0,6%	-0,67	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	1,07	0,29	0,27	265,3%	296,3%	3,31	1,4%	2,00	1,7%
Total Demanda transporte	19,72	19,27	18,41	2,3%	7,1%	237,27	100,0%	120,91	100,0%

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

(2) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

(3) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

(4) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE

